

## ЛИТЕРАТУРА:

1. Ромашова О.Ю., Габидуллин О.Р. Перераспределение поверхностей нагрева между нижней и верхней ступенями сетевой установки теплофикационных турбин //Энергетика: Экология, надежность, безопасность. Материалы докладов девятой Всероссийской научно-технической конференции - Томск, ТПУ, 3-5.12.2003. - Томск: Изд. ТПУ, 2003. - с. 239-242 (93329932).
2. О.Ю. Ромашова, О.Р.Габидуллин. Способ повышения эффективности ступенчатого подогрева сетевой воды на ТЭЦ при совместной работе турбоустановок //Энергетика: Экология, надежность, безопасность. Материалы докладов девятой Всероссийской научно-технической конференции - Томск, ТПУ, 8-10.12.2004. - Томск: Изд. ТПУ, 2004, т1, с. 222-225.
3. Inclusion of absorption heat pumps into heat power plant scheme for stage heating efficiency increase of delivery water [Electronic resource] / O. Yu. Romashova [et al.] // MATEC Web of Conferences. — Les Ulis: EDP Sciences, 2017. — Vol. 110: Heat and Mass Transfer in the Thermal Control System of Technical and Technological Energy Equipment (HMTTSC 2017). — [01073, 4 p.]. — Title screen. — Свободный доступ из сети Интернет.

Научный руководитель: О.Ю. Ромашова, к.т.н., доцент каф. АТЭС ЭНИН ТПУ.

## ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТЭС РОССИИ НА СОВРЕМЕННОМ ЭТАПЕ

А.И. Баннова, Н.Н. Галашов, С.А. Цибульский, Д.В. Мельников, А.С. Киселев  
Томский политехнический университет  
ЭНИН, каф. АТЭС, гр. А6-46

Тепловые электрические станции (ТЭС) на углеводородном топливе в ближайшие 25–30 лет останутся основным промышленным источником выработки электроэнергии, обеспечивающим рост мировой и Российской экономики.

По прогнозам Международной Энергетической Ассоциации (IEA) мировая потребность в электроэнергии к 2030 году может достигнуть 30 трлн. кВт·ч. При умеренном развитии атомной энергетики доля ТЭС в производстве электроэнергии может существенно превысить современный уровень.

Источником первичной энергии на ТЭС являются ископаемые виды углеводородного топлива – уголь, природный газ, сланцы и продукты переработки нефти. Уголь в мировой энергетике в настоящее время обеспечивает около 41% производства электроэнергии, а к 2040 его доля превысит 50% [1]. В Российской энергетике доля газа составляет около 70%, а доля угля – 25% [2].

В соответствии с прогнозами IEA в мировой энергетике уголь будет основным видом топлива для ТЭС. В России также предполагается увеличение доли угля до 29% к 2030 г. за счет сокращения доли газа.

Главными проблемами современного состояния ТЭС России являются:

1. Низкая экономичность производства электроэнергии.
2. Старение энергетического оборудования.
3. Сильное влияние на экологию окружающей среды.

Низкая экономичность производства электроэнергии связана с существенным отставанием от мирового уровня развития энергетического оборудования. В настоящее время в Китае, США, Японии, странах ЕС при работе на угле успешно освоены паротурбинные энергоблоки на суперкритические параметры с КПД нетто 43–46%, а при работе на газе – утилизационные парогазовые установки с КПД нетто не менее 57–62%. КПД наших лучших энергоблоков сверхкритического давления при работе на угле составляет 35–38%, а при работе на газе – не выше 41%. Мощные ПГУ для работы на ТЭС у нас вводятся в основном с применением отечественных газовых турбин или устаревших зарубежных и их КПД не превышает 52–55%.

Для выхода на мировой уровень генерации электроэнергии в России необходимо использовать передовой мировой опыт и разрабатывать и внедрять свои высокоэффективные технологии.

Основные пути решения этой проблемы:

- Разработка и внедрение отечественных ГТУ с начальной температурой 1600°C и КПД нетто по выработке электроэнергии до 43–45%. Для этого надо ориентироваться на зарубежный опыт. В настоящее время наиболее мощной является ГТУ 9HA.02 фирмы GE Energy [3], которая имеет электрическую мощность 519 МВт и КПД нетто 42.7%. Температура газов перед газовой турбиной 1600, а за ней 636°C. Количество вредных веществ в уходящих газах составляет 25 ppm для NO<sub>x</sub> и 9 ppm для CO. ГТУ имеет модульный корпус, что на 25% сократило затраты в установку. Проточная часть 4-ех ступенчатой турбины и 14-ти ступенчатого компрессора выполнена с помощью 3D моделирования, что позволило довести их КПД до предела. Скорость набора нагрузки составляет 70 МВт/мин. Вывод на номинальную мощность при пуске из холодного состояния составляет всего 10 минут.
- Разработка и внедрение отечественных ПГУ с КПД нетто выше 62%.
- Наиболее мощные ПГУ выполнены на основе ГТУ 9HA.02 фирмы GE Energy [3]. Имеются 2-ве модификации ПГУ. Первая выполнена по схеме 1ГТУ+1ПТУ и имеет следующие показатели: электрическая мощность 774 МВт, КПД нетто 62.7%. Вторая выполнена по схеме 2ГТУ+1ПТУ и имеет электрическую мощность 1552 МВт и КПД нетто 62.8%.
- При разработке ПГУ в России надо учитывать климатические условия. Во многих регионах, особенно регионах основной добычи газа, температура наружного воздуха ниже 0°C стоит до 7–8 месяцев. Применяя

воздухоохлаждаемые конденсаторы можно понизить температуру отвода теплоты в паротурбинном цикле ПТУ и повысить КПД ПГУ примерно на 1%. Еще больше можно повысить КПД ПГУ, если применить бинарный цикл в ПТУ, где нижний цикл – Органический цикл Ренкина, который работает на низкокипящем веществе (НКВ) с отводом теплоты в воздушном конденсаторе. Это позволяет надежно работать при температурах значительно ниже 0°C и достичь КПД нетто до 63% [4]. Также можно увеличить КПД КУ на 10–12% на основе применения технологии работы котлов с понижением температуры газов ниже точки росы и конденсацией водяных паров из уходящих газов [5]. Что позволяет увеличить КПД ПГУ на 2–3%.

- Разработка и внедрение отечественных пылеугольных энергоблоков на супер (СКП) и ультракритические (УКП) параметры с КПД до 46–50%.
- С середины XX века Россия имела наибольшее число энергоблоков в мире на сверхкритическое давление. В конце XX века ввод новых пылеугольных энергоблоков у нас полностью прекратился. Идет только модернизация и реконструкция старых.
- Масштабы развития угольной энергетики в мире весьма значительны. Так в США ожидается ввод до 2030 года более 280 ГВт угольных ТЭС. Большой ввод угольных ТЭС ожидается в КНР и странах ЕС. При этом основной ввод мощностей в этих странах идет на основе энергоблоков на суперкритические (СКП) параметры перегретого пара с давлением 26–30 МПа и температурой 580–610°C, что позволило достигнуть значений КПД 44–47 % [6]. Ведется разработка и внедрению энергоблоков на ультракритические (УКП) параметры с КПД до 55%.
- Россия была одной из первых стран, внедривших суперкритические параметры пара на 2-ух энергоблоках СКР-100. В настоящее время в этом направлении также ведется большое число научных исследований, имеются целевые программы внедрения блоков СКП мощностью 330, 660 и 800 МВт, но из-за отсутствия финансирования дело дальше исследований не идет.
- Разработка и внедрение отечественных гибридных установок на основе топливных элементов (ТЭ) и ГТУ или ПГУ с КПД до 75–80%.
- Одним из наиболее перспективных направлений повышения экономичности и экологической чистоты ТЭС является создание и внедрение гибридных энергоустановок на основе высокотемпературных ТЭ, которые могут работать на природном или синтез-газе. При этом синтез-газ получают в результате газификации угля или биомассы.
- Для создания гибридных установок наиболее подходят твердооксидные ТЭ (ТОТЭ или SOFC по международной классификации), которые работают при температуре 850–1000°C, и ТЭ на основе расплавленных карбонатов (MCFC), работающие при температуре 650–850°C. Эти ТЭ сами имеют КПД до 50–60%, а в сочетании с ГТУ и ПГУ позволяют получить КПД до 75–80%. Главной проблемой применения высоко-

температурных ТЭ является срок их надежной работы, который пока составляет до 5000–8000 часов. В настоящее время созданы и надежно работают электрохимические генераторы мощностью до 10 МВт. В перспективе ожидается создание гибридных установок для работы на ТЭС мощностью 300 МВт и более.

- Разработка и внедрение отечественных установок газификации угля и биомассы.
- Полученный в результате газификации синтез-газ может быть использован в газотурбинных и парогазовых установках, а также в топливных элементах. Использование его в теплоэнергетических установках, вместо сжигания угля, позволит существенно повысить их экономичность и улучшить экологическую чистоту выработки электроэнергии.

Вторая проблема заключается в том, что на 2015 год более 60% отечественного энергетического оборудования выработало нормативный ресурс и требует замены либо реконструкции. Это обусловлено длительным отсутствием единой энергетической политики развития электроэнергетического комплекса и снижением капиталовложений в него. Данный факт является источником повышенного риска для возникновения серьезных аварий.

Массовый характер приобретает технология продления срока службы энергетического оборудования путем экспертизы промышленной безопасности и технического освидетельствования. Этой процедуре оборудование подвергается неоднократно, что повышает риски выхода его из строя.

Для устранения трудностей, которые связаны с состоянием энергетических производственных фондов, необходимы законодательные и нормативные акты, контролирующие деятельность предприятий топливно-энергетического комплекса в областях ввода современного перспективного и высокотехнологичного оборудования [7].

Третья проблема связана с тем, что ТЭС сжигают огромное количество топлива, при этом выбрасываются колоссальные объемы вредных веществ и теплоты в окружающую среду.

Наиболее загрязняющими объектами ТЭК являются угольные энергоблоки [8], поэтому необходимо развивать для данного вида энергоблоков технологии по подавлению и улавливанию вредных веществ в выхлопных газах. К основным проблемам выбросов вредных веществ в атмосферу относятся: эмиссия оксидов азота  $\text{NO}_x$ , оксидов серы  $\text{SO}_2$ ,  $\text{SO}_3$ , золы и тяжелых металлов. Разницу по выбросам вредных веществ в ЕС и в России в 2008 г. мы видим в таблице.

Показатель	Европейский Союз	Россия
$\text{SO}_x$ , мг/м <sup>3</sup>	200 – 400	1500 – 2500
$\text{NO}_x$ , мг/м <sup>3</sup>	200 – 600	900 – 2200
Выброс золы, мг/м <sup>3</sup>	<30	450 – 800

Основными техническими решениями для сокращения вредных выбросов на угольных ТЭС являются:

- разработка экологически чистых угольных технологий на основе применения котлов с циркулирующим кипящим слоем, использования водоугольных суспензий, различных схем газификации угля и т. п.;
- создание эффективных газоочистных систем.

Эти технологии, наряду с повышением КПД энергоустановок, представляют самый радикальный путь борьбы с глобальным потеплением климата.

#### ЛИТЕРАТУРА:

1. World coal association: <http://www.worldcoal.org>.
2. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. <http://www.energystrategy.ru/>
3. Газовые турбины фирмы GE: <https://powergen.gepower.com/products/heavy-duty-gas-turbines/9ha-gas-turbine.html>
4. Galashov N., Tsibulskii S., Matveev A., Masjuk V. Numerical Research of Steam and Gas Plant Efficiency of Triple Cycle for Extreme North Regions. 23 February 2016. <http://dx.doi.org/10.1051/epjconf/201611001019>.
5. Galashov N., Tsibulskiy S., Kiselev A. Application of Evaporative Cooling for the Condensation of Water Vapors from a Flue Gas Waste Heat Boilers ССР. 09 August 2016. <http://dx.doi.org/10.1051/mateconf/20167201029>.
6. Щинников П.А. Перспективные ТЭС. Особенности и результаты исследования. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 284 с.
7. Анализ состояния энергетического оборудования на объектах энергетики, требующего замены в организациях ТЭК, а также сравнительная характеристика о темпах замены данного оборудования на 1 ноября 2015 г. <http://gosnadzor.ru/activity/analiz/energy/>
8. Красноштейн А.Е., Закиров Д.Г. Энергетические и экологические проблемы развития угольной промышленности и пути их решения // Уголь. – 2009. – N 6. – С. 69–73.

Научный руководитель: Н.Н. Галашов, к.т.н., доцент, каф. АТЭС, ЭНИН ТПУ.